

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
TRABAJO FIN DE GRADO

*“CONTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA
SOLAR FOTOVOLTAICA A LA
FIABILIDAD DEL SISTEMA
ELÉCTRICO”*

AUTOR: ALBERTO DOMÍNGUEZ GUTIÉRREZ

TUTOR: JULIO USAOLA GARCÍA

“CONTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA A LA FIABILIDAD DEL SISTEMA
ELÉCTRICO”

Universidad Carlos III de Madrid

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	9
1.1	Planteamiento del problema	9
1.2	Objetivo del trabajo	9
2	CONCEPTOS BÁSICOS DE FIABILIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA	10
2.1	Adecuación y seguridad	10
2.2	Zonas funcionales y niveles jerárquicos	11
2.3	Estudios de sistema de generación (HL1)	12
2.4	Índices de fiabilidad del sistema	12
3	MÉTODO DE MONTE CARLO	14
3.1	Introducción	14
3.2	Convergencia Monte Carlo	14
3.3	Método de muestreos de estado	15
3.4	Estructura general del algoritmo no secuencial	18
4	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	19
4.1	Energía solar fotovoltaica no secuencial.....	20
4.2	Energía solar fotovoltaica secuencial	21
5	ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ANEXO [1]	23
5.1	Obtención de datos.....	23
5.2	Resultados.....	26
6	ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL	30
6.1	Obtención de datos.....	30
6.2	Resultados	33
7	CONCLUSIONES	37
8	BIBLIOGRAFÍA	38

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Unidades de generación convencional del anexo [1]23

TABLA 2. Unidades de generación convencional de España30

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Subdivisión de fiabilidad del sistema	10
Figura 2. Niveles jerárquicos	11
Figura 3. Modelo nivel jerárquico HL1	12
Figura 4. Convergencia de Monte Carlo	15
Figura 5. Disponibilidad de la central convencional	16
Figura 6. Modelo de disponibilidad de las centrales	17
Figura 7. Curva energía solar en 1 semana	19
Figura 8. Probabilidad acumulada en p.u de la energía solar fotovoltaica	20
Figura 9. Generación solar típica vs generación solar no secuencial	21
Figura 10. Generación solar típica vs. generación solar secuencial	22
Figura 11. Demanda anual del anexo [1].....	24
Figura 12. Curva diaria de la demanda del anexo [1].	24
Figura 13. Curva anual energía fotovoltaica del anexo [1]	25
Figura 14. Convergencia LOLE del anexo [1] sin fotovoltaica	26
Figura 15. Convergencia LOLE del anexo [1] con fotovoltaica no secuencial	26
Figura 16. Convergencia LOLE del anexo [1] con fotovoltaica secuencial.....	27
Figura 17. Comparativa generación no secuencial y generación secuencial.....	28
Figura 18. Comparativa generación no secuencial y sin generación fotovoltaica.....	29
Figura 19. Demanda anual España	30
Figura 20. Curva demanda diaria de España	31
Figura 21. Curva anual de energía fotovoltaica España	31
Figura 22. Demanda vs generación	32
Figura 23. Demanda vs 70% de generación	33

Figura 24. Convergencia LOLE de España sin fotovoltaica	33
Figura 25. Convergencia LOLE de España con fotovoltaica no secuencial.....	34
Figura 26. Convergencia LOLE de España con fotovoltaica secuencial.....	34
Figura 27. Frecuencia de horas donde hay insuficiencia de generación	35
Figura 28. Comparación generación sin fotovoltaica vs fotovoltaica secuencial.....	35
Figura 29. Comparación generación fotovoltaica no secuencial vs fotovoltaica secuencial.....	36

RESUMEN

El aumento de penetración de energía en la red procedente de los recursos naturales, como el sol, hace necesario realizar un estudio sobre cómo afecta a la fiabilidad del sistema la inyección de esta energía, que tiene un carácter intermitente e imprevisible.

En este trabajo se han creado 2 sistemas de potencia diferentes mediante el software matemático MATLAB, en ambos casos se ha estudiado la fiabilidad del sistema bajo 3 hipótesis; únicamente con generación convencional, con penetración de energía solar fotovoltaica en forma no secuencial y con inyección de energía fotovoltaica en forma secuencial. Se compararan los diferentes resultados para observar cómo varia la fiabilidad de los sistemas y ver la importancia de la secuencialidad en las simulaciones realizadas.

ABSTRACT

The increase of penetration of energy in the systems power proceeding from the natural resources, as the Sun, does necessarily to realize a study on how it concerns the reliability of the system the injection of this energy, which has an intermittent and unforeseeable character.

In this work we have created two different power systems using mathematical software MATLAB, in both cases we have studied the reliability of the system under three scenarios; only conventional generation, with solar PV penetration nonsequentially and PV injected sequentially. Different results to see how varied the reliability of systems and see the importance of sequentiality in the simulations carried out were compared.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema.

En los últimos años el uso de energías renovables, como la solar fotovoltaica, ha crecido exponencialmente debido a que la producción de energía eléctrica asociada a su uso, no necesita de combustibles fósiles y consecuentemente de la emisión de dióxido de carbono. La energía solar fotovoltaica tiene un carácter variable ya que es difícil de predecir las horas en las que va a haber sol a lo largo de un día, por lo que la generación eléctrica es intermitente y por eso se hace necesaria la utilización de las centrales convencionales.

Los sistemas eléctricos están expuestos a fallas imprevistas que pueden afectar a la continuidad del suministro energético, esta falta de suministro de energía implica una reducción en la fiabilidad del sistema, así como un elevado coste económico, por lo que la planificación de energía eléctrica adquiere un alto grado de importancia. Dicha fiabilidad será cuantificada mediante el índice LOLE (pérdida de carga esperada).

En el presente documento se pretende estudiar cómo afecta la introducción de energía fotovoltaica a la fiabilidad del sistema mediante el método de Monte Carlo.

1.2 Objetivo del trabajo.

Creación y desarrollo de un programa en MATLAB que estudie la fiabilidad del sistema eléctrico del anexo [1] y del sistema eléctrico español cuando se incluye energía solar fotovoltaica mediante el método probabilístico de Monte Carlo no secuencial.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE FIABILIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA

Las siguientes explicaciones y definiciones se han obtenido de [1].

2.1 Adecuación y seguridad.

El término fiabilidad tiene una gran variedad de significados y no puede ser descrito con una sola definición. Por tanto, es necesario reconocer este hecho y usar el término para indicar, más que para un objetivo específico, la capacidad total del sistema para realizar su función. La fiabilidad del sistema de potencia se puede dividir en los dos aspectos básicos, adecuación del sistema y la seguridad del sistema como se muestra en la figura 1. Los términos adecuación y seguridad se pueden describir de la siguiente manera:



Figura 1. Subdivisión de fiabilidad del sistema

El concepto adecuación se refiere a la existencia de una infraestructura suficiente en el sistema para satisfacer la demanda de carga de los consumidores o las restricciones de la operación del sistema. Esto incluye las instalaciones necesarias para generar energía suficiente, el transporte y distribución asociadas y las instalaciones necesarias para transportar la energía a los puntos de carga de los consumidores. La adecuación está por lo tanto asociada con las condiciones estáticas y no incluyen las alteraciones del sistema dinámico y transitorio.

La seguridad se refiere a la capacidad del sistema para responder a las perturbaciones dinámicas o transitorias que surgen dentro del sistema. La seguridad está por lo tanto asociada directamente con la respuesta del sistema ante las perturbaciones del mismo. Éstas incluyen las condiciones asociadas con ambas perturbaciones, locales y generalizadas y la pérdida abrupta de gran generación y/o instalaciones de transmisión que pueden conducir a la inestabilidad dinámica, transitoria, o la tensión del sistema.

2.2 Zonas funcionales y niveles jerárquicos.

Las técnicas básicas para evaluación de la capacidad se pueden clasificar en términos de su aplicación a los segmentos de un sistema de energía completo. Estos segmentos se muestran en la figura 2 y se puede definir como las zonas funcionales de generación, transporte y distribución. Esta división es la más apropiada, debido a que la mayoría de los servicios están divididos en estas zonas a efectos de organización, planificación, operación y/o análisis. Los estudios de la capacidad pueden ser, y son, llevados a cabo en cada una de estas tres zonas funcionales.

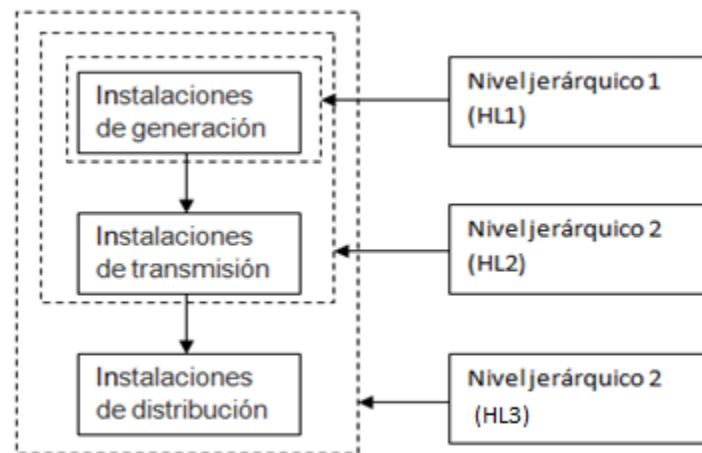


Figura 2. Niveles jerárquicos

Las zonas funcionales que se muestra en la figura 2 se pueden combinar para dar los tres niveles jerárquicos que se muestran. Estos niveles jerárquicos también se pueden utilizar en la evaluación de la capacidad. El nivel 1 (HL1) se refiere sólo a las instalaciones de generación, el nivel 2 (HL2) incluye las instalaciones de generación y transporte, mientras que el nivel 3 (HL3) incluye las tres zonas funcionales. Los estudios de la zona HL3 no suelen llevarse a cabo directamente, debido a la complejidad del problema en un sistema práctico. En este trabajo se realizarán los estudios solamente en la zona HL1.

2.3 Estudios de sistemas de generación (HL1)

En un estudio del sistema de generación, la generación total del sistema es examinada para determinar su capacidad y cumplir con los requisitos del sistema de carga total. Esta actividad generalmente se llama “evaluación de la fiabilidad de la capacidad de generación”. El modelo del sistema en este nivel se muestra en la figura 3.



Figura 3. Modelo nivel jerárquico HL1

El sistema de transporte y su capacidad para transportar la energía generada a los puntos de consumo es ignorado en esta evaluación. El principal objetivo es estimar la cantidad de generación requerida para satisfacer la demanda del sistema y tener la capacidad suficiente para realizar el mantenimiento correctivo y preventivo de las instalaciones. La técnica básica, utilizada en el pasado, para determinar el requisito de la capacidad fue el método de la reserva porcentual. En este método, la reserva requerida es un porcentaje fijo, bien de la capacidad instalada o bien de la carga prevista. Este y otros criterios, tales como una reserva igual a una o más de las unidades más grandes, han sido remplazados por métodos probabilísticos que responden y reflejan los verdaderos factores que influyen en la fiabilidad del sistema.

2.4 Índices de fiabilidad del sistema

Existen muchos índices posibles que pueden ser usados para medir la fiabilidad de un sistema de potencia. Para cada nivel jerárquico o para los diferentes países se usan diferentes índices. La mayoría de los índices de capacidad son, básicamente, valores esperados de una variable aleatoria, aunque la distribución de probabilidad se puede calcular en algunos casos. Existe una considerable confusión, tanto dentro como fuera de la industria de la energía en el sentido específico de los índices de expectativas y el uso que puede hacerse de ellos. Un valor esperado no es un parámetro determinista. Es la media a largo plazo del fenómeno bajo estudio. Los índices de expectativa proporcionan indicadores válidos que reflejan diversos factores tales como la disponibilidad y capacidad de los componentes del sistema, características de la carga y la incertidumbre, etc.

Los índices básicos para la evaluación de la fiabilidad de un sistema de generación son la pérdida de carga esperada (LOLE), la pérdida de energía esperada (LOEE), la

frecuencia de pérdida de carga (LOLF), la duración de la pérdida de carga (LOLD). Conceptualmente, estos índices pueden ser descritos por las siguientes expresiones matemáticas descritas en [1].

❖ LOLE (horas/año)

$$LOLE = \sum_{i \in s} p_i T \quad (1)$$

Donde p_i es la probabilidad del estado i del sistema, s es el conjunto de todos los momentos del sistema en los que la carga del sistema ha superado a la generación disponible y T es el tiempo que ha permanecido en pérdida de carga cada uno de esos momentos. LOLE se mide como el número de días u horas en un periodo determinado (generalmente un año) en el que se espera que la carga horaria exceda la capacidad de generación disponible. El índice LOLE no indica la severidad de la deficiencia ni la frecuencia, ni la duración de la pérdida de carga. A pesar de estas deficiencias, es en la actualidad un criterio probabilístico muy utilizado en la planificación de estudios de generación.

❖ LOEE (MWh/año)

$$LOEE = \sum_{i \in s} 8760 C_i p_i \quad (2)$$

Donde p_i y s se definen como antes; C_i es la pérdida de carga para el estado del sistema i . LOEE es la cantidad de energía no suministrada por el sistema, cuando la demanda ha sido superior a la generación total disponible. Este índice incorpora la gravedad de las deficiencias, además el número de ocasiones y su duración.

3. MÉTODO DE MONTE CARLO

3.1 Introducción

A toda aquella simulación estocástica que se base en generación de números aleatorios se le denomina simulación de Monte Carlo [1]. La simulación de Monte Carlo consiste en imitar, a través de métodos computacionales, el funcionamiento de los sistemas considerando sus aspectos aleatorios. Dada su naturaleza estocástica, la simulación de Monte Carlo no alcanza los niveles de precisión de las técnicas analíticas en sus resultados, sino que sólo entrega estimaciones de los resultados exactos [2].

El método de Monte Carlo es un proceso oscilante en el que no se puede asegurar la convergencia del proceso, no obstante, cuánto mayor es el número de repeticiones, mayor es el intervalo de confianza

Las simulaciones de Monte Carlo poseen múltiples ventajas ante otras opciones de evaluación, como la analítica, tales como [3]:

- Tiene en cuenta factores y partes del proceso que en otros métodos deben aproximarse.
- Su precisión depende del número de muestras, lo que hace al método independiente del tamaño del sistema.
- Además de calcular índices de fiabilidad, es posible obtener la distribución de probabilidad de éstos.

Los métodos de clasificación de Monte Carlo se dividen en: no secuencial, cuando no se tiene en cuenta el orden cronológico de los sucesos, y en secuencial, cuando este orden cronológico forma parte del proceso.

3.2 Convergencia de Monte Carlo

Como se ha explicado anteriormente, el método de Monte Carlo es un proceso fluctuante en donde al aumentar el número de repeticiones se disminuye el error cometido. El error será la diferencia, en valor absoluto, del valor medio y el valor estimado. El proceso de simulación se considerará válido cuando el error cometido sea inferior a un valor estimado. En la siguiente figura se puede ver de forma gráfica el proceso de convergencia del método.

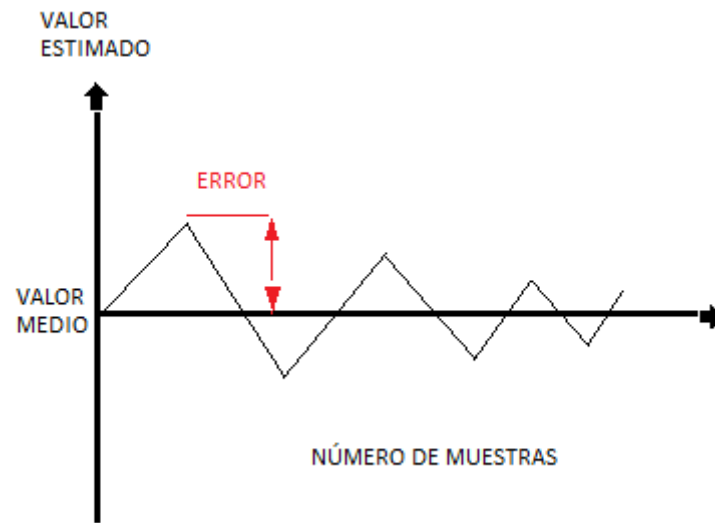


Figura 4. Convergencia Monte Carlo

A continuación se facilita la expresión para el cálculo de error:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E(x)} \cdot 100 (\%) \quad (3)$$

Donde σ es la desviación estándar de la simulación y $E(x)$ es la media obtenida del índice del estudio.

En el presente trabajo se ha establecido que el valor del error sea igual o inferior al 3%, lo que se consigue con un número de repeticiones igual a 3000, en el estudio del sistema eléctrico español y 2500 repeticiones en la simulación del anexo de [1].

Dentro de los métodos no secuenciales, se encuentra el método de muestreo de estado, que es el utilizado en este trabajo y que se explica con detalle en el siguiente apartado.

3.3 Método de muestreo de estado

Este método no puede ser usado para calcular la frecuencia del índice del estudio, aunque tiene otras ventajas:

- Requiere de menos tiempo de computación que otros métodos.
- Los datos necesarios generan probabilidades de estado de las unidades de generación y no se requieren tasas de transición entre estados de generación ni otros datos.

La fiabilidad del sistema depende de la capacidad de generación de las centrales convencionales. La disponibilidad de cada unidad de generación puede ser simulada mediante una distribución uniforme de números aleatorios entre 0 y 1. En el trabajo solo se han tenido en cuenta 2 posibles estados en la generación; en funcionamiento y parada, en caso de que esté operativa, la central funcionará a su potencia nominal.

$$S_i = \begin{cases} 0 & \text{(disponible) si } U_i \geq FU_i \\ 1 & \text{(no disponible) si } 0 \leq U_i < FU_i \end{cases} \quad (4)$$

U_i es el numero aleatorio generado, S_i denota el estado de la ith unidad de generación y FU_i es el índice de indisponibilidad.

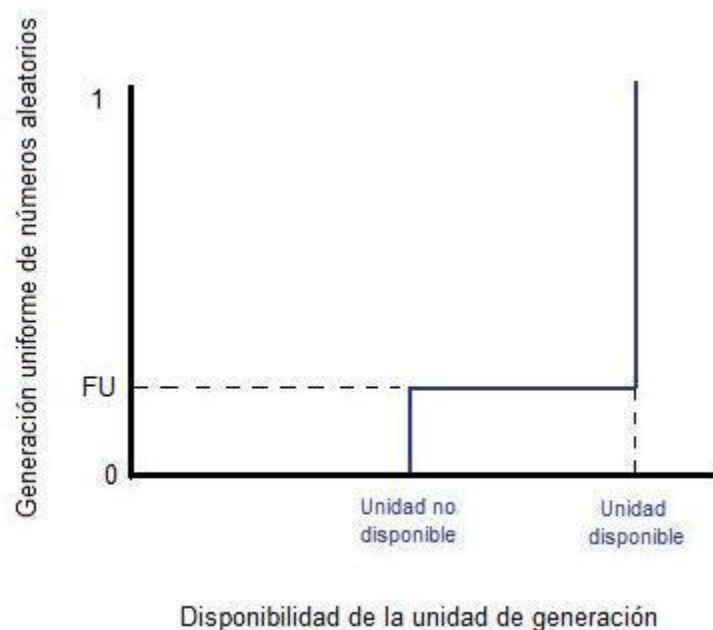


Figura 5. Disponibilidad de la central convencional

Para poder calcular el índice de indisponibilidad, FU , es necesario definir 2 conceptos previamente;

- Mean Time To Failure (MTTF): Es la media de la cantidad de tiempo que la central se encuentra en funcionamiento
- Mean Time To Repair (MTTR): Es el tiempo medio que necesita una central para ser reparada.

El número medio de fallos al año (λ) y el número medio de reparaciones al año (μ) se definen como:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \cdot 8760 \text{ [fallos/año]} \quad (5)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \cdot 8760 \text{ [reparaciones/año]} \quad (6)$$

Se puede representar la disponibilidad de las centrales como se muestra en la siguiente figura:

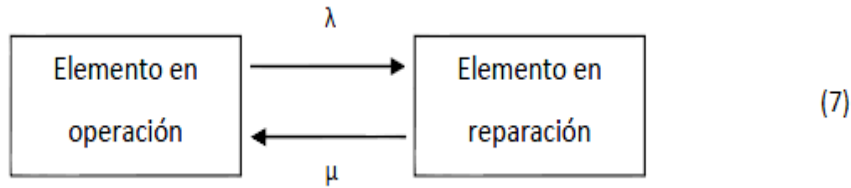


Figura 6. Modelo disponibilidad de las centrales

Una vez definidos los anteriores parámetros ya se puede calcular la expresión de probabilidad de que la central no esté operativa;

$$P_1 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (8)$$

Utilizando las ecuaciones (5) y (6) y sustituyendo sus valores en la ecuación (8), se obtiene el índice de indisponibilidad FU en función de los valores MTTF Y MTTR que son los proporcionados en el anexo de [1], por lo tanto la ecuación de la indisponibilidad se puede expresar como;

$$FU = \frac{MTTR}{MTTR + MTTF} \quad (9)$$

La cantidad de generación del sistema para una muestra dada, se puede expresar usando el vector de capacidad de generación ($G_{ik}, i=1, \dots, m$), donde G_{ik} es la potencia disponible de los i th componentes en la k th muestra y m es el número de componentes del sistema. Para un nivel de demanda D , la demanda no suministrada (DNS) debido a la insuficiente capacidad de generación en la k th muestra viene dada por;

$$DNS_k = \max \left\{ 0, D - \sum_{i=1}^m G_{ik} \right\} \quad (10)$$

La nueva expresión del índice de fiabilidad anual LOLE para las N muestras puede ser calculado de la siguiente manera:

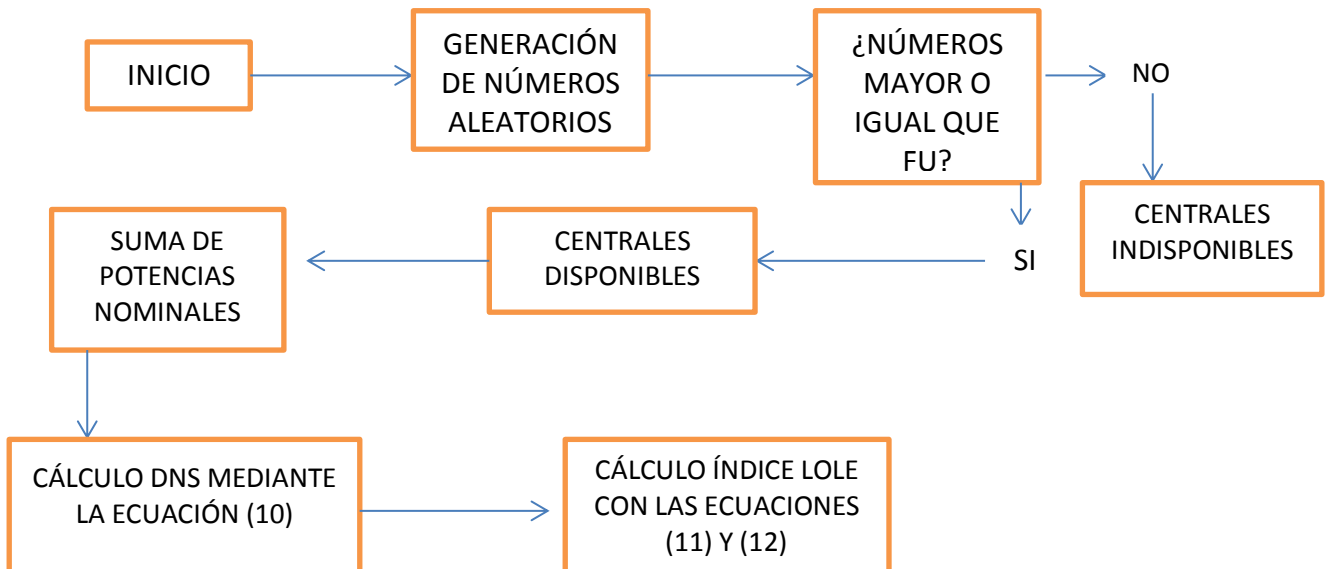
$$LOLE = \frac{\sum_{k=1}^N I_k(DNS_k)}{N} \times 8760 \quad (11)$$

Donde I_k es un indicador variable que toma los siguientes valores;

$$I_k = \begin{cases} 0 & \text{si } DNS_k = 0 \\ 1 & \text{si } DNS_k \neq 0 \end{cases} \quad (12)$$

Y estas son las nuevas expresiones que serán utilizadas en las simulaciones de este trabajo para estudiar la fiabilidad de los diferentes sistemas de potencia. En el método no secuencial el índice utilizado en el criterio de paro mostrado en la ecuación (3) es el LOLE, que es el índice que tiene una velocidad de convergencia menor.

3.4 Estructura general del algoritmo no secuencial



4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

España es un país con una buena irradiación anual, algo que le hace propicio para fomentar el uso de la energía solar como una seria alternativa a la generación eléctrica convencional. Las medidas de apoyo Europeas que se llevaron a cabo en la primera década del 2000 contribuyó al despegue en España de la fotovoltaica, una buena prueba de ello es que en el año 2008 España fue uno de los mayores países con más potencia fotovoltaica instalada, alrededor de 2700 MW. En contraposición a estos datos, las modificaciones en la legislación de las energías renovables han ralentizado el crecimiento de nuevas plantas fotovoltaicas.

Actualmente en España hay aproximadamente 4600 MW de potencia solar fotovoltaica instalada, los últimos datos correspondientes al año 2013 de Red Eléctrica España hablan de que la energía solar cubrió el 3.1% de la demanda anual.

En el presente trabajo se ha utilizado los datos de generación de energía fotovoltaica del año 2013 en España, extraídos de [4].

En la siguiente figura se puede observar la curva típica de la energía solar a lo largo de 1 semana cualquiera.

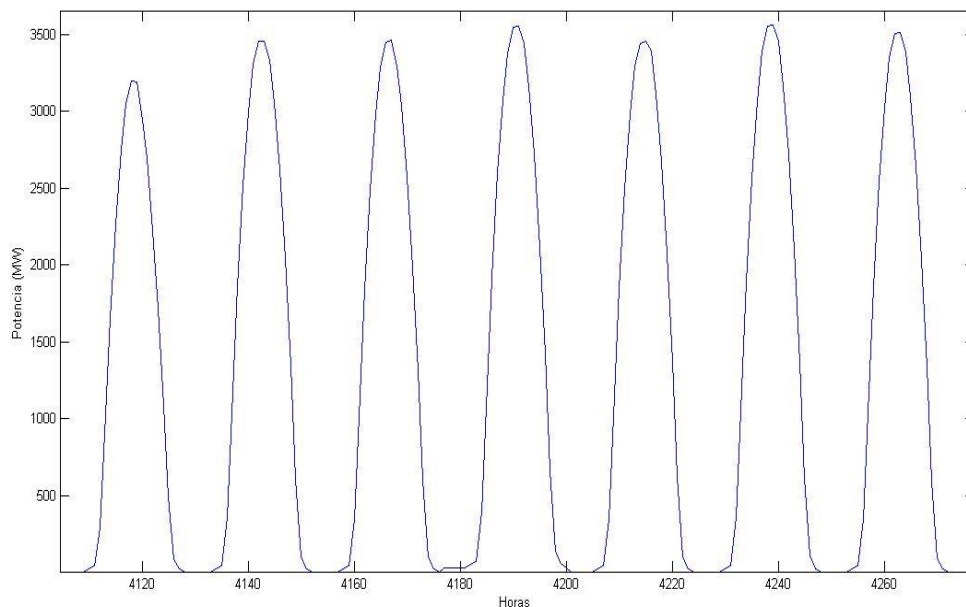


Figura 7. Curva energía solar en 1 semana

La inyección de energía fotovoltaica en ambos escenarios de estudio ha sido tratada de dos maneras muy diferentes, una de ellas, no teniendo en cuenta la secuencialidad de la energía solar, y la otra, haciendo de la secuencialidad partícipe de las simulaciones. Se explica con más detalle en los siguientes apartados.

4.1 Energía solar fotovoltaica no secuencial

En primer lugar se divide la curva anual de energía solar fotovoltaica entre la capacidad fotovoltaica; 4600 MW, dando lugar a la curva anual en p.u. Posteriormente se calcula la función de distribución de probabilidad y a continuación se genera un número aleatorio con distribución normal entre 0 y 1, que será la probabilidad acumulada, y eso dará la potencia solar que se inyectará a la red. En la siguiente figura se puede observar que si el número aleatorio es 0.5, la potencia inyectada correspondería, en pu, a 0.2 MW.

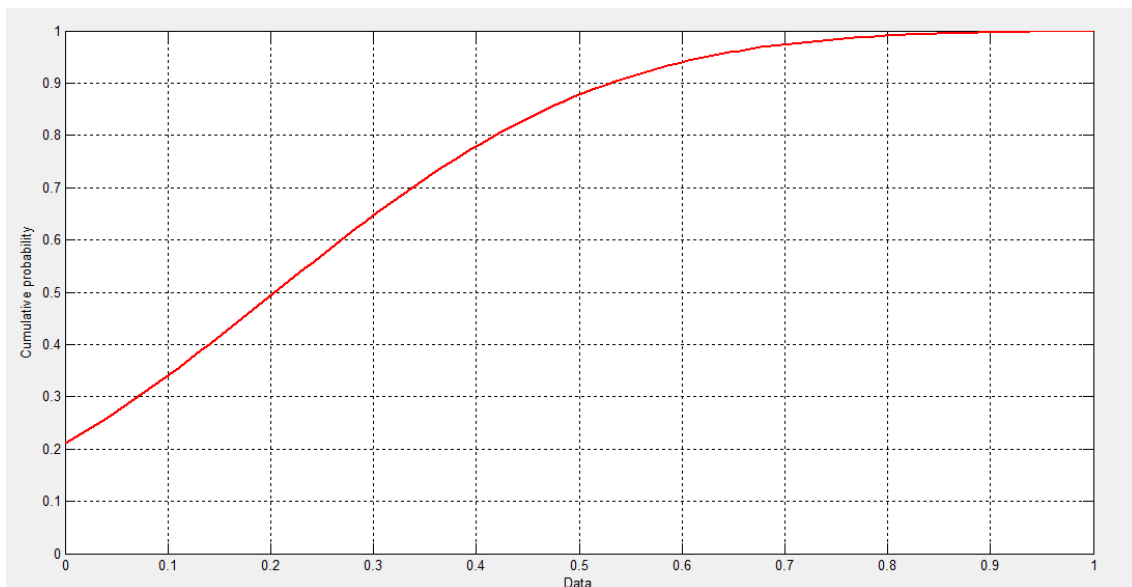


Figura 8. Probabilidad acumulada en p.u de la energía solar fotovoltaica

Al igual que en el método de muestreo de estados para la generación convencional, este proceso debe repetirse para cada hora de todos los años de la muestra.

El mayor inconveniente de este método es que no se ajusta fielmente a la realidad, ello es debido a que como se ha explicado previamente, la inyección de potencia es aleatoria, tanto en potencia como en la cronología temporal, y esto conlleva que por

ejemplo a las 4 de la madrugada pueda haber un pico de potencia y a las 5 que sea nula.

En la siguiente figura se muestra el efecto de la no secuencialidad.

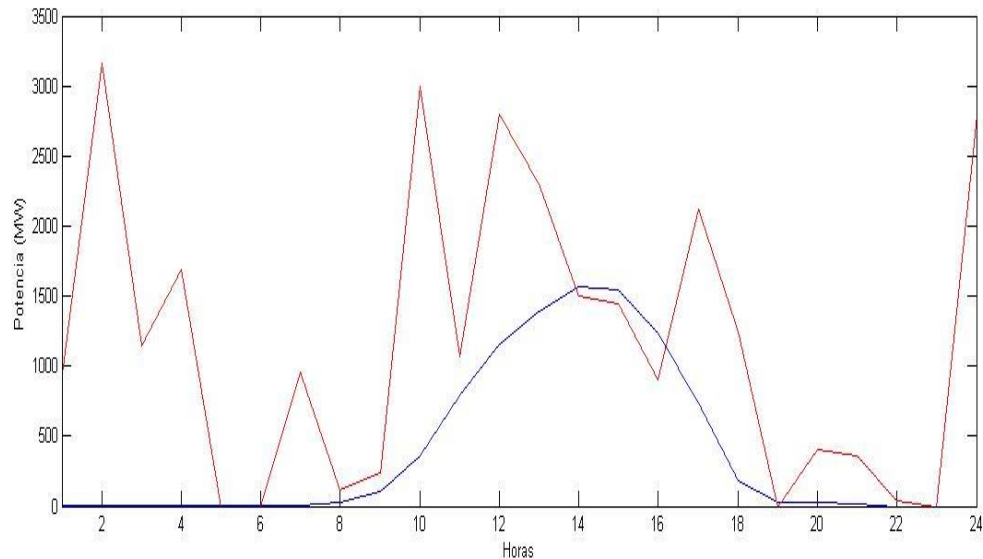


Figura 9. Generación solar típica vs. generación solar no secuencial

La curva azul representa el ciclo normal diario que sigue la energía solar de un día cualquiera en España, mientras que la curva roja representa las incoherencias de la no secuencialidad nombradas antes, se puede observar que a las 2 de la mañana se produce el pico más alto del día.

4.2 Energía solar fotovoltaica secuencial

Este enfoque de la generación de la energía solar representa mejor al ciclo diario de la energía solar, puesto que en cada una de las horas de los años de simulación se hace una distribución normal con media igual a la potencia solar en ese hora y una desviación estándar del 5% , así se consigue tener una curva anual única en cada año de simulación, y eliminar las fluctuaciones que se generaban en el anterior método como se observa en la siguiente ilustración.

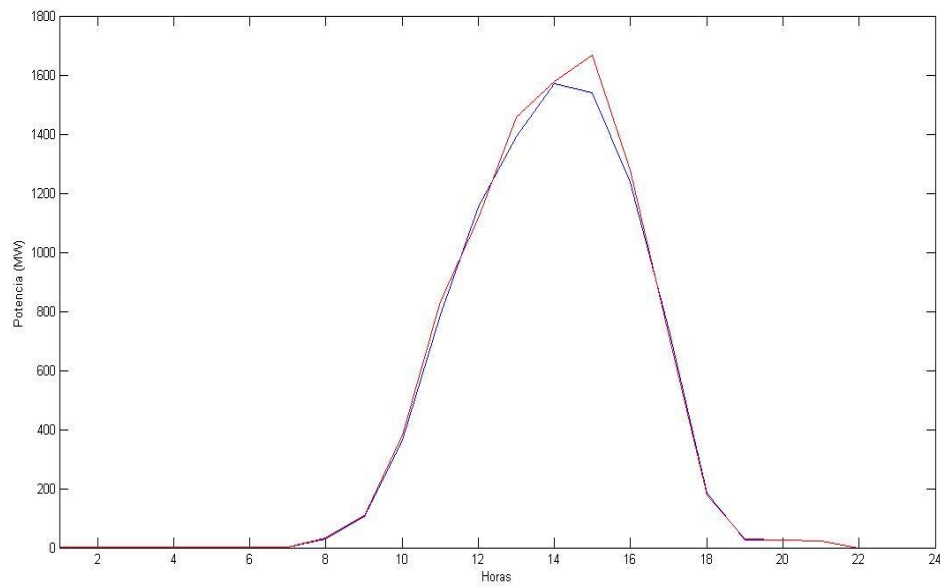


Figura 10. Generación solar típica vs. generación solar secuencial

Igual que en la anterior figura, la curva azul representa la potencia solar a lo largo de un día en España y la curva roja la potencia ficticia creada a partir de la original.

5. ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ANEXO [1]

Para estudiar la fiabilidad del anexo [1], se ha utilizado el programa MATLAB[®], una herramienta de software matemático con un lenguaje de programación propio, lenguaje M. Entre sus prestaciones básicas se hallan: la manipulación de matrices, la representación de datos y funciones o la implementación de algoritmos entre otras.

5.1 Obtención de datos

El sistema eléctrico consta de 32 centrales de generación convencional, entendiéndose por generación convencional toda aquella que no sea de origen solar. En la siguiente tabla se resumen las características de dichas centrales.

POTENCIA NOMINAL (MW)	NÚMERO DE CENTRALES	FU	MTTF (hr)	MTTR (hr)
12	5	0.02	2940	60
20	4	0.1	450	50
50	6	0.01	1980	20
76	4	0.02	1960	40
100	3	0.04	1200	50
155	4	0.04	960	40
197	3	0.05	950	50
350	1	0.08	1150	100
400	2	0.12	1100	150

Tabla 1. Unidades de generación convencional del anexo [1]

Las tablas A.1, A.2 y A.3 del anexo [1] sirven para formar la demanda anual. La tabla A.1 recoge el pico de cada una de las 52 semanas del año en porcentaje del pico máximo de la demanda anual, la tabla A.2 el pico de cada uno de los 7 días de la semana y la tabla A.3 el pico horario para las 24 horas diarias distinguiendo entre días semanales y días de fin de semana así como las diferentes estaciones del año.

La curva de demanda anual formada al combinar las 3 tablas anteriores y con un pico máximo de 2850 MW es la siguiente.

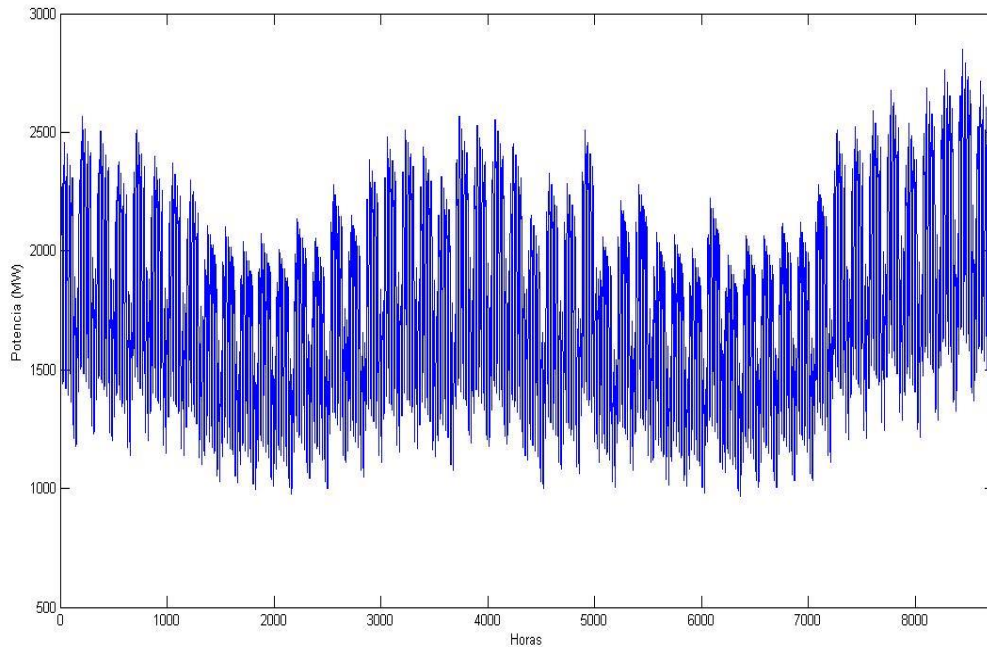


Figura 11. Demanda anual del anexo [1]

La forma de la curva de la demanda en un día se muestra en la siguiente figura.

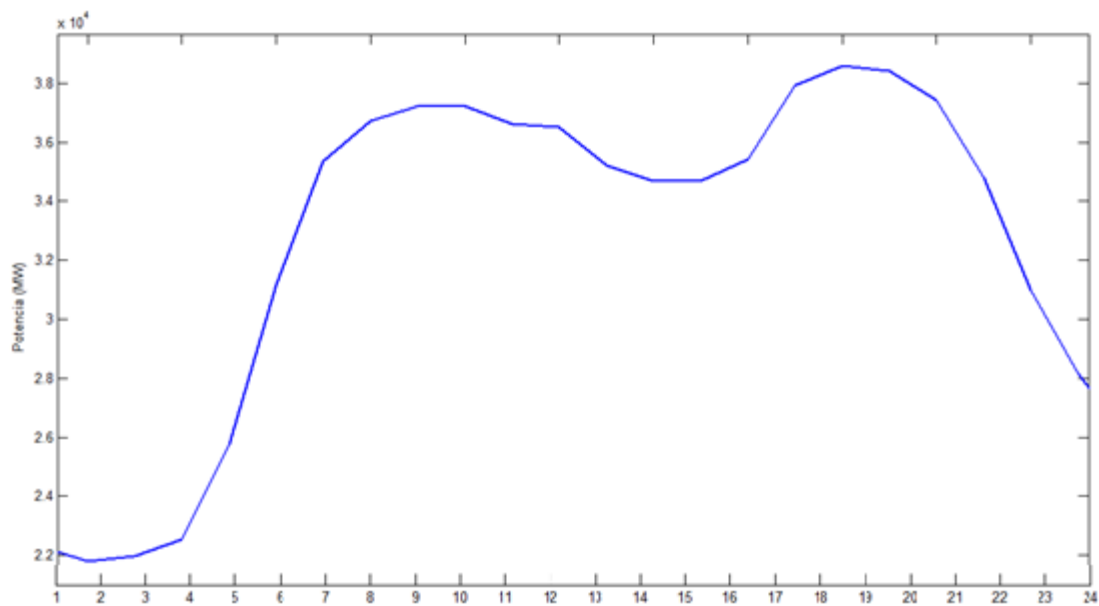


Figura 12. Curva diaria de la demanda del anexo [1]

Como se explicó en el apartado (4) los datos de la energía solar corresponden al sistema español y en el apartado (4.1) se tomó como capacidad solar para la construcción de la función de probabilidad 4600 MW , que suponen un 11.5% del pico máximo de la demanda anual de España, 39963 MW. Para mantener la relación con el sistema español, la capacidad que debe tener la energía solar en el anexo [1] debe de ser de 325 MW. En la siguiente figura se muestra la curva anual fotovoltaica utilizada para las simulaciones.

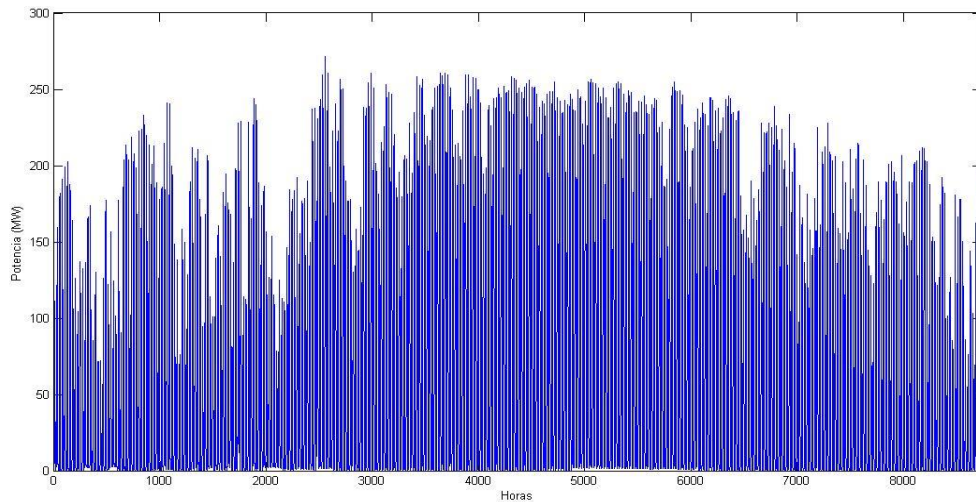


Figura 13. Curva anual energía fotovoltaica del anexo [1]

En el siguiente apartado se muestran los resultados de las 3 simulaciones realizadas; fiabilidad sin aportación de energía solar, con aportación solar en forma no secuencial, y con aportación solar en forma secuencial.

La capacidad de generación de las 32 centrales se realiza por el método de muestreo de estado, explicado en el apartado (3.3)

La inyección de fotovoltaica no secuencial se acomete en razón a lo descrito en el apartado (4.1)

La penetración en forma secuencial de la energía solar se hace como lo descrito en el apartado (4.2)

5.2 Resultados

- En la siguiente figura se muestra la fiabilidad del sistema del anexo [1] sin inyección de la energía solar fotovoltaica.

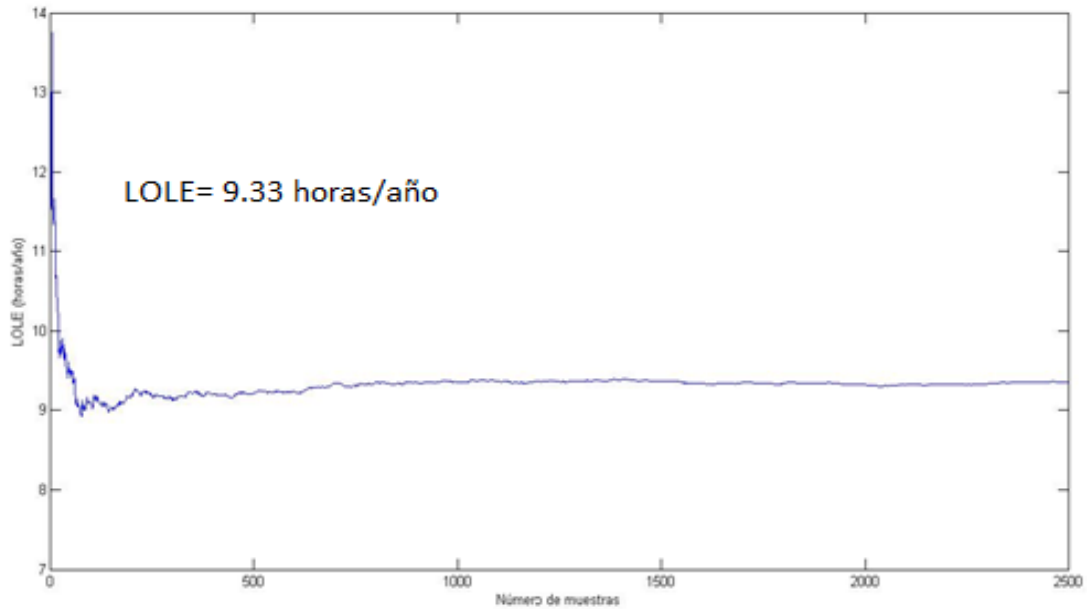


Figura 14. Convergencia LOLE del anexo [1] sin fotovoltaica

- La siguiente figura muestra la fiabilidad del sistema de anexo [1] con inyección de fotovoltaica no secuencial.

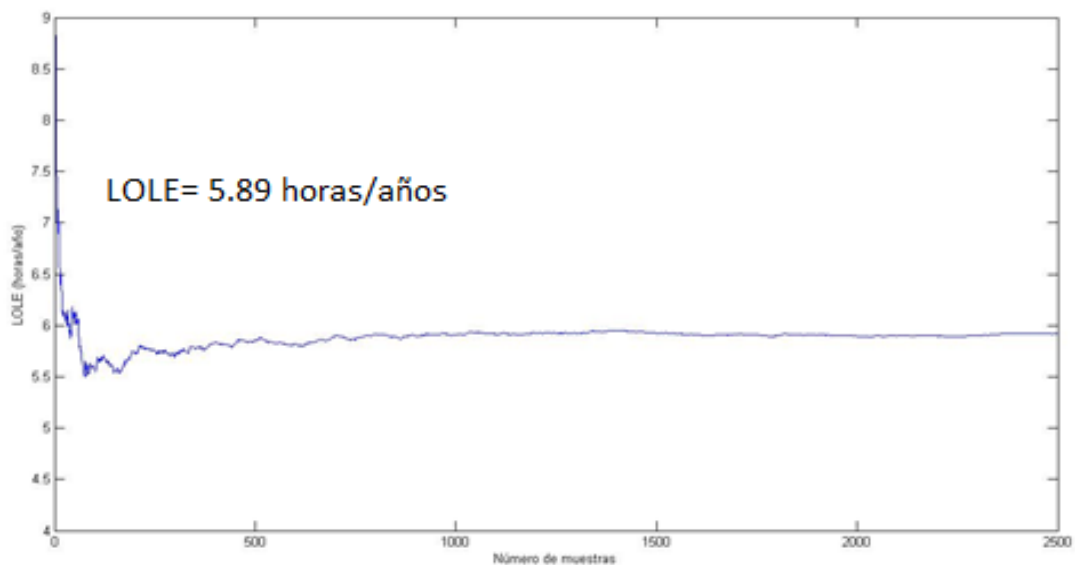


Figura 15. Convergencia LOLE del anexo [1] con fotovoltaica no secuencial

- En esta figura se observa la fiabilidad del anexo de [1] con inyección de energía fotovoltaica secuencial, calculada según el apartado (4.2)

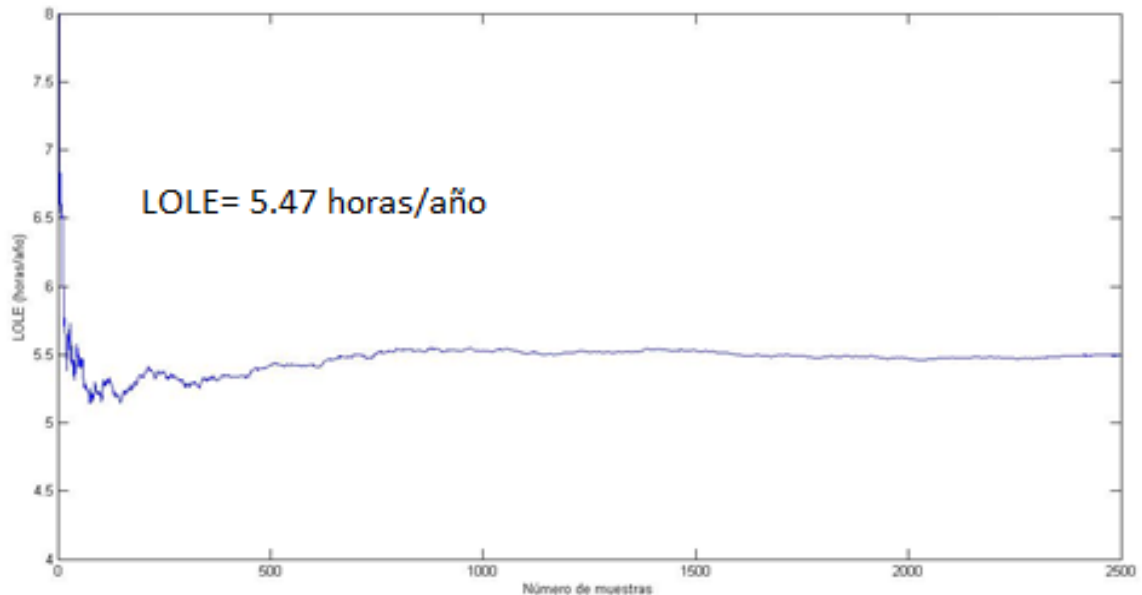


Figura 16. Convergencia LOLE del anexo [1] con fotovoltaica secuencial

Con los resultados obtenidos podemos afirmar que con el apoyo de la energía solar fotovoltaica, ya sea de forma secuencial o no, la fiabilidad del sistema aumenta considerablemente.

Pero con estas graficas no es posible estudiar cómo afecta a la fiabilidad del sistema la manera en que se inyecta la fotovoltaica, la siguiente figura pretende estudiar las diferencias que existen. Muestra la frecuencia de las horas a lo largo del día a las que la demanda es superior a la generación.

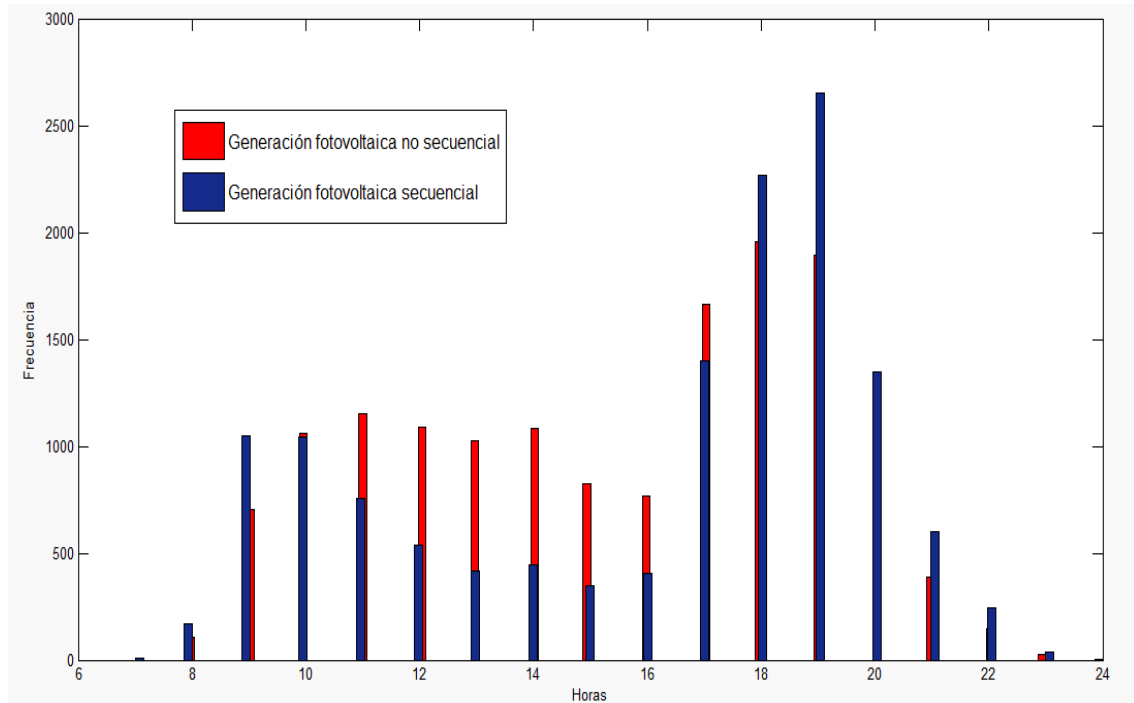


Figura 17. Comparativa generación no secuencial y generación secuencial.

Como se muestra en la figura (10) la curva de la energía solar diaria inyecta potencia en el sistema entre las 10 y las 18 aproximadamente, aunque sus valores más significativos de energía se alcanzan entre las 12 y las 16 horas. Como vemos en la imagen en estas horas la inyección secuencial reduce la frecuencia en que la demanda es superior a la generación casi a la mitad que cuando se inyecta de manera no secuencial. También se puede observar que la probabilidad de que exista insuficiencia en la generación se acentúa en las horas del día en que la demanda alcanza sus máximos, que echando la vista atrás y observando la figura (12), vemos que se produce entre las 18 y las 21 horas.

La siguiente imagen compara la ausencia de generación fotovoltaica con la generación no secuencial.

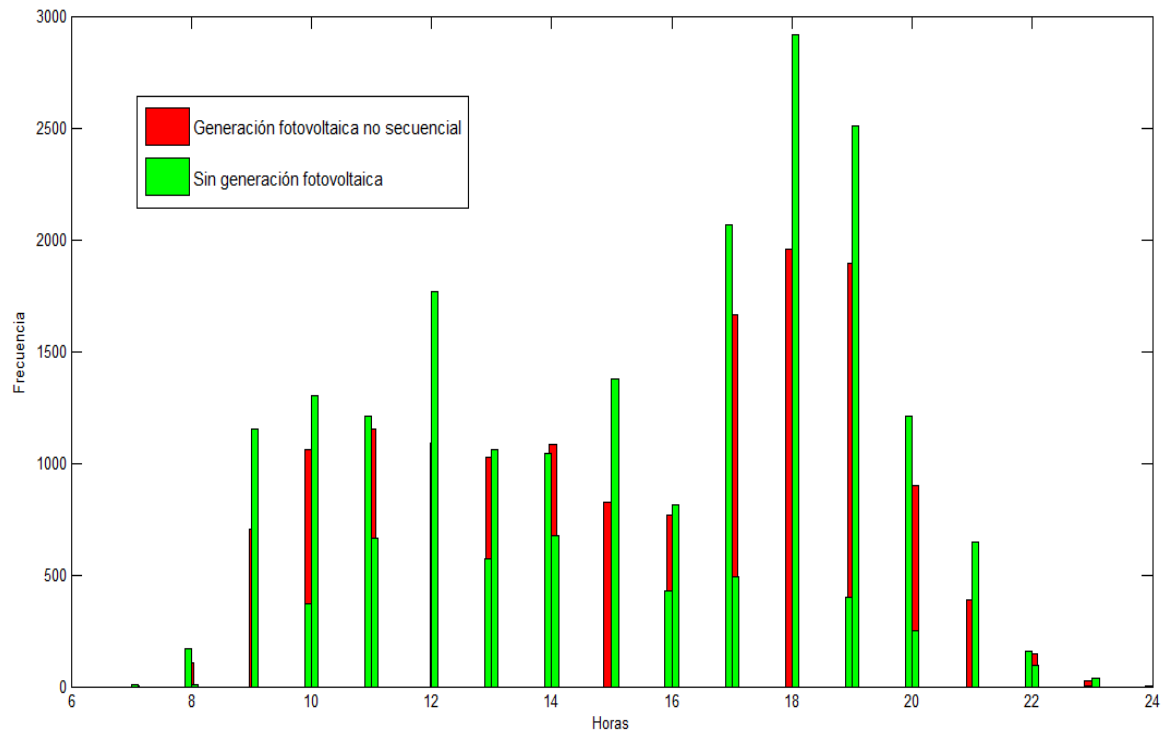


Figura 18. Comparativa generación no secuencial y sin generación fotovoltaica

Lo más destacable de esta grafica es ver como a pesar de la inyección de energía solar, a las 13, 14 y 16 horas del día la frecuencia de que la generación sea insuficiente es prácticamente igual a cuando la energía no se inyecta, esto se explica por la característica aleatoria de la no secuencialidad y que se explicó en el apartado (4.1).

6. ESTUDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Igual que en el apartado anterior, el software utilizado para realizar el estudio de la fiabilidad del sistema español es MATLAB®.

6.1 Obtención de datos

En España, existen numerosas unidades de generación eléctrica, en el trabajo solo se han tenido en cuenta 161 centrales, obtenidas de [4], descartando todas aquellas con una potencia nominal inferior a 50 MW y seleccionando solo las centrales de origen hidráulico, nuclear y térmico. Por la ausencia de datos exactos, los coeficientes de indisponibilidad para cada tipo de central están tomados del anexo de [1], que aunque no sean exactamente los verdaderos índices deberían de ser muy parecidos a los originales. La siguiente tabla muestra las características de las centrales seleccionadas.

POTENCIA NOMINAL (MW)	NÚMERO DE CENTRALES	FU	TIPO DE CENTRAL
52.7 – 3545.4	29	0.1	HIDRÁULICA
455.2 – 1063.9	8	0.12	NUCLEAR
50 – 1066.8	124	0.08	TERMICA

Tabla 2. Unidades de generación convencional de España

La demanda del año 2013 de España, se obtiene de [4], y tiene la siguiente forma.

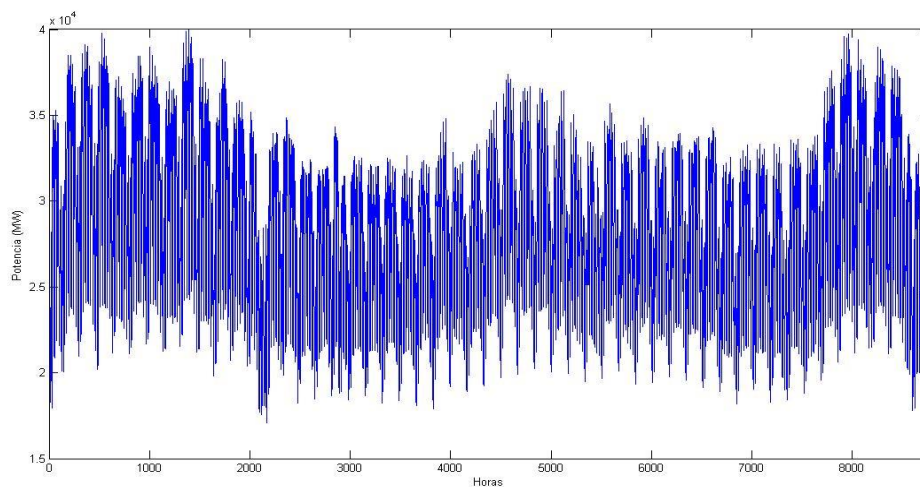


Figura 19. Demanda anual España

Y la curva diaria típica se muestra en la siguiente figura.

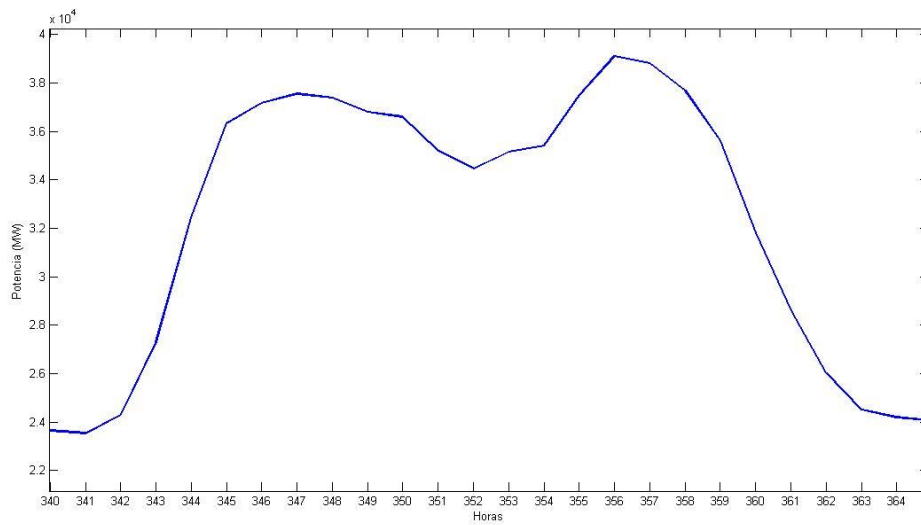


Figura 20. Curva demanda diaria de España

Si se observa la figura (12) puede verse que tiene una forma similar y tan solo varían los valores de potencia.

Como se mencionó en el apartado (5.1), la curva anual de energía solar fotovoltaica del año 2013 se obtiene de [4], que como es evidente tiene la misma forma que la figura (13), y lo único que cambia son los valores de generación.

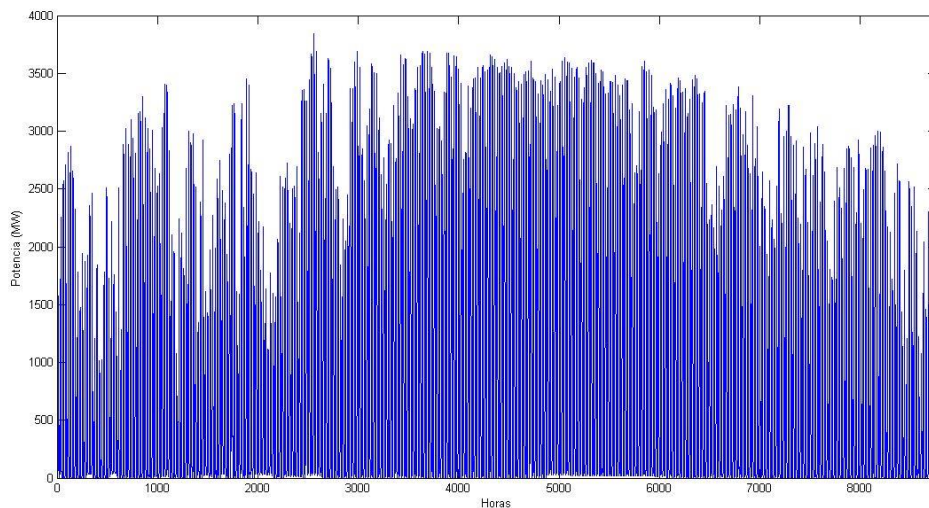


Figura 21. Curva anual de energía fotovoltaica España

La generación de las centrales y la inyección de energía solar, tanto en la forma secuencial como la no secuencial, se realiza del mismo modo que se hizo en el estudio del anexo [1] y explicado en los apartados (3.3), (4.1) y (4.2).

A pesar de haber seleccionado sólo 161 centrales para formar el sistema eléctrico, su capacidad de generación es mucho mayor a la demanda. Se observa gráficamente en la siguiente figura.

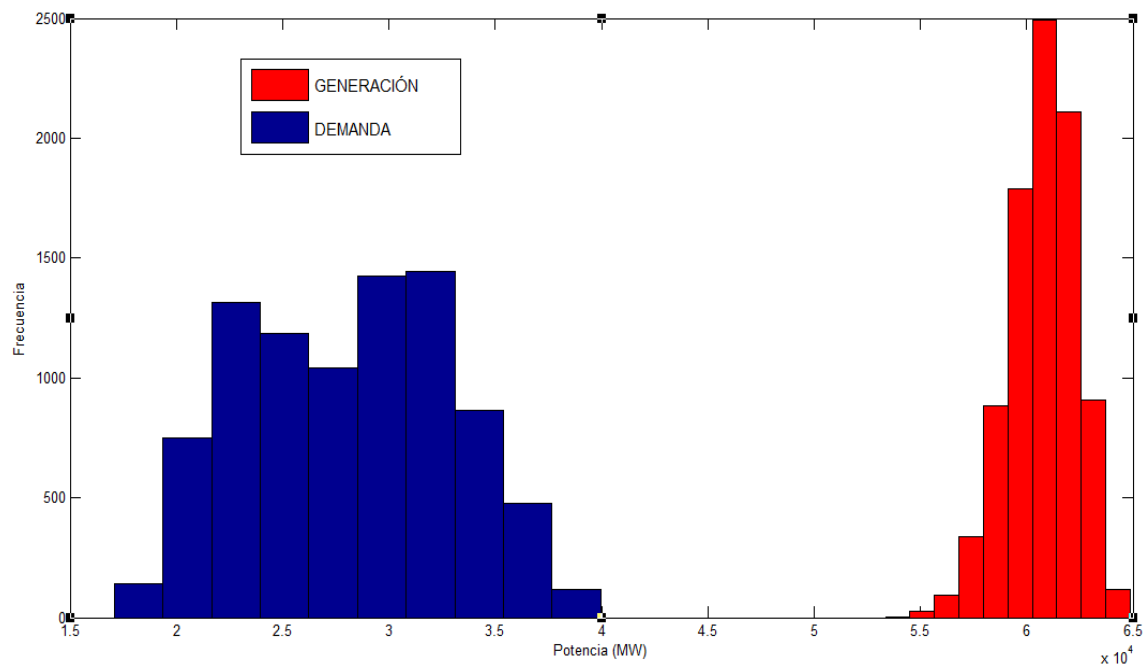


Figura 22. Demanda vs generación

Viendo la gráfica la fiabilidad del sistema eléctrico es total ya que la posibilidad de que la generación sea inferior a la demanda es nula por lo que el índice LOLE siempre será 0. A fin de poder realizar el estudio de cómo afecta el apoyo de la energía solar a la fiabilidad del sistema, se reduce un 30% la potencia nominal de todas las centrales, con esto se consigue que exista una probabilidad, aunque pequeña, de que el sistema no sea fiable al 100%. La siguiente figura muestra este hecho.

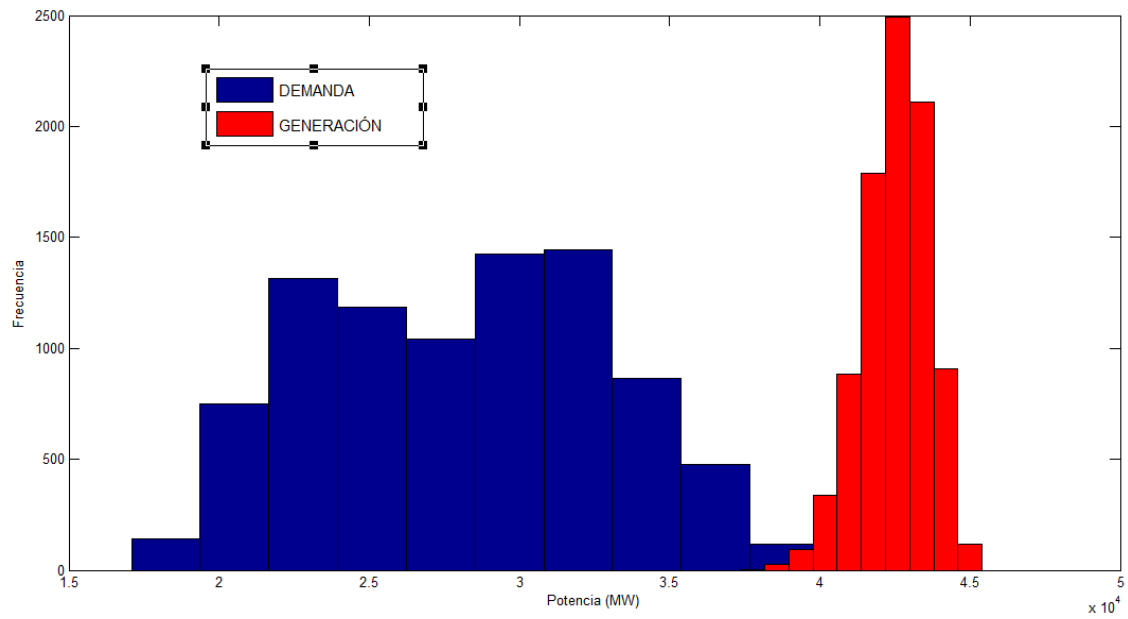


Figura 23. Demanda vs 70% de generación

6.2 Resultados

- En la siguiente figura se muestra la fiabilidad del sistema eléctrico español sin inyección de energía solar fotovoltaica.

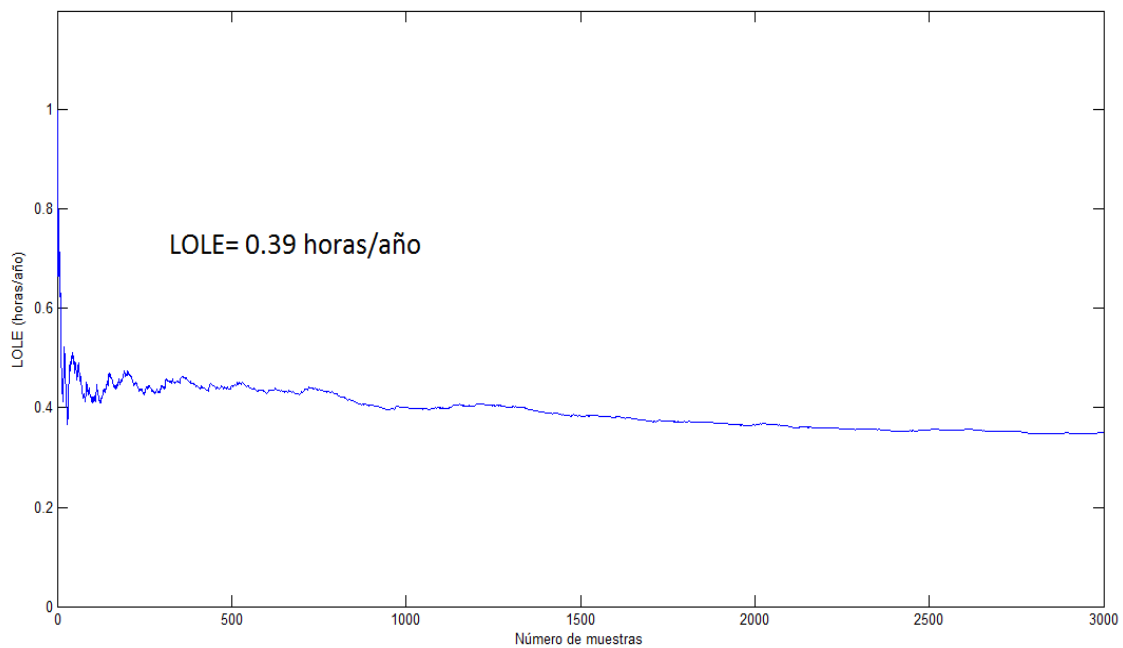


Figura 24. Convergencia LOLE de España sin fotovoltaica

- La siguiente figura muestra la fiabilidad del sistema en España con inyección de fotovoltaica no secuencial.

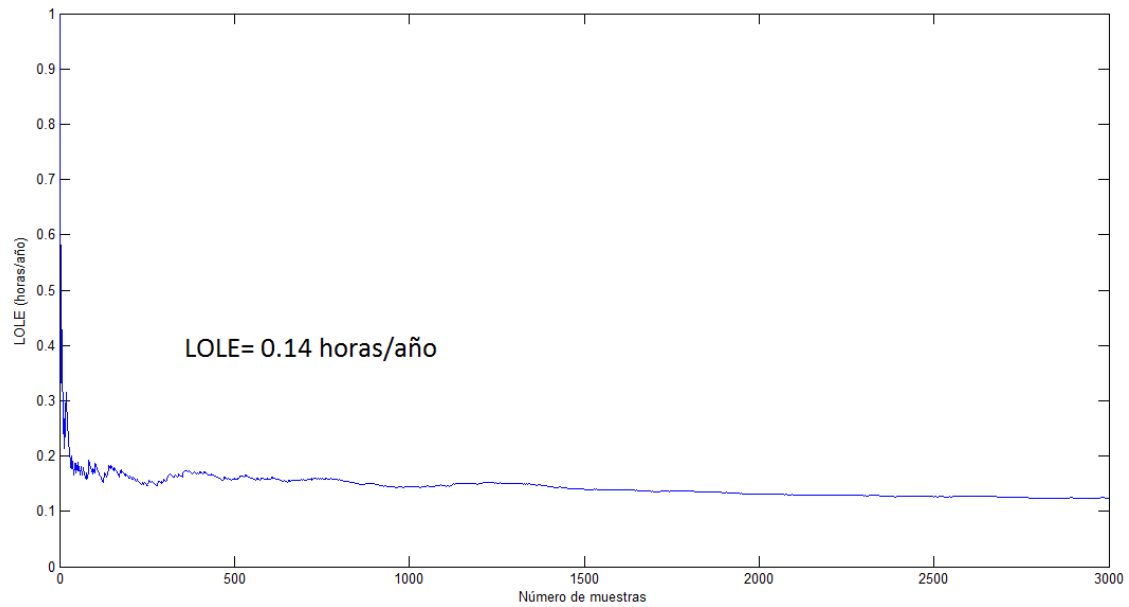


Figura 25. Convergencia LOLE de España con fotovoltaica no secuencial

- En esta figura se observa la fiabilidad del sistema eléctrico de España con penetración de energía fotovoltaica secuencial.

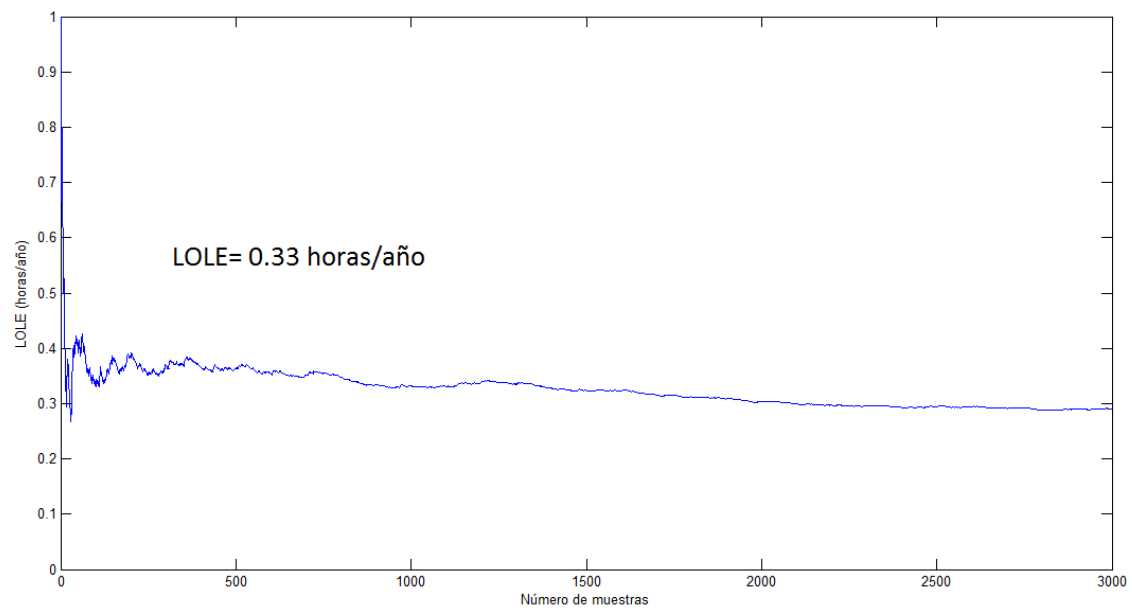


Figura 26. Convergencia LOLE de España con fotovoltaica secuencial.

Observando los resultados se vuelve a concluir que el apoyo de la energía solar fotovoltaica aumenta la fiabilidad del sistema, aunque a diferencia del estudio del sistema del anexo [1], la inyección de esta energía en la forma no secuencial juega un papel muy influyente, aumentando en más de un 50% la fiabilidad del sistema. A continuación se explicara el porqué de este hecho de una manera gráfica.

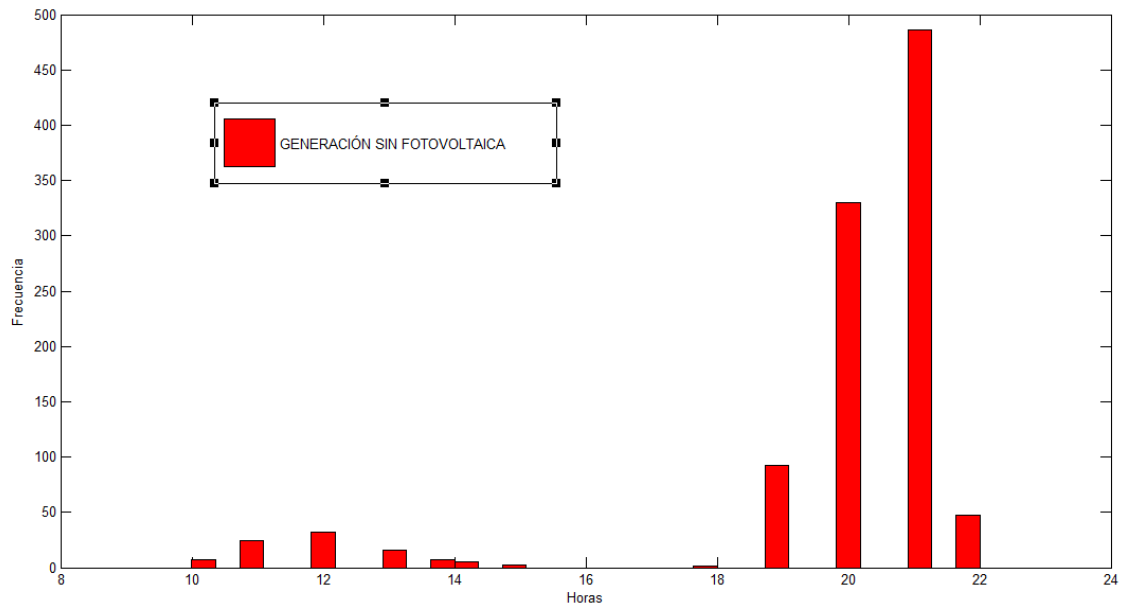


Figura 27. Frecuencia de horas donde hay insuficiencia de generación

La anterior imagen refleja la frecuencia de las horas del día donde la generación es inferior a la demanda cuando no hay apoyo de fotovoltaica. Lo que hay que destacar es que entre las 14 y las 18 horas aún sin haber inyección de energía solar nunca supera la demanda a la generación, y las horas donde la demanda alcanza sus máximos diarios, figura (20), aumenta la probabilidad de que la demanda sea superior a la generación. Esto explica que los valores del LOLE en el estudio sin fotovoltaica y con fotovoltaica secuencial sean muy parecidos. Se puede ver en la siguiente imagen.

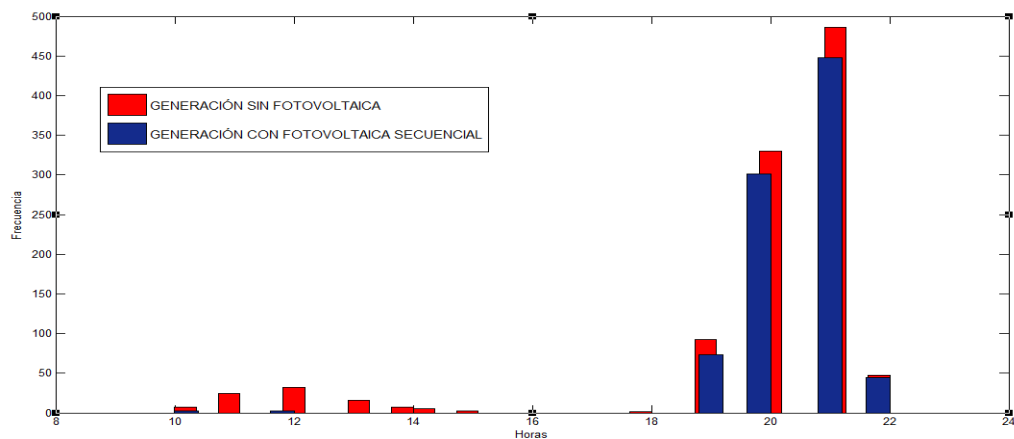


Figura 28. Comparación generación sin fotovoltaica vs fotovoltaica secuencial

Viendo las anteriores imágenes podemos deducir que en este sistema de estudio la energía solar no tiene una importancia relevante, ya que en las horas del día donde la curva solar alcanza sus máximos valores, figura (10), la probabilidad de que la demanda sea superior a la generación es casi nula. Esto implicará que sea la inyección solar en forma no secuencial la que cobre importancia y haga que la fiabilidad del sistema aumente considerablemente. La siguiente figura muestra esto gráficamente.

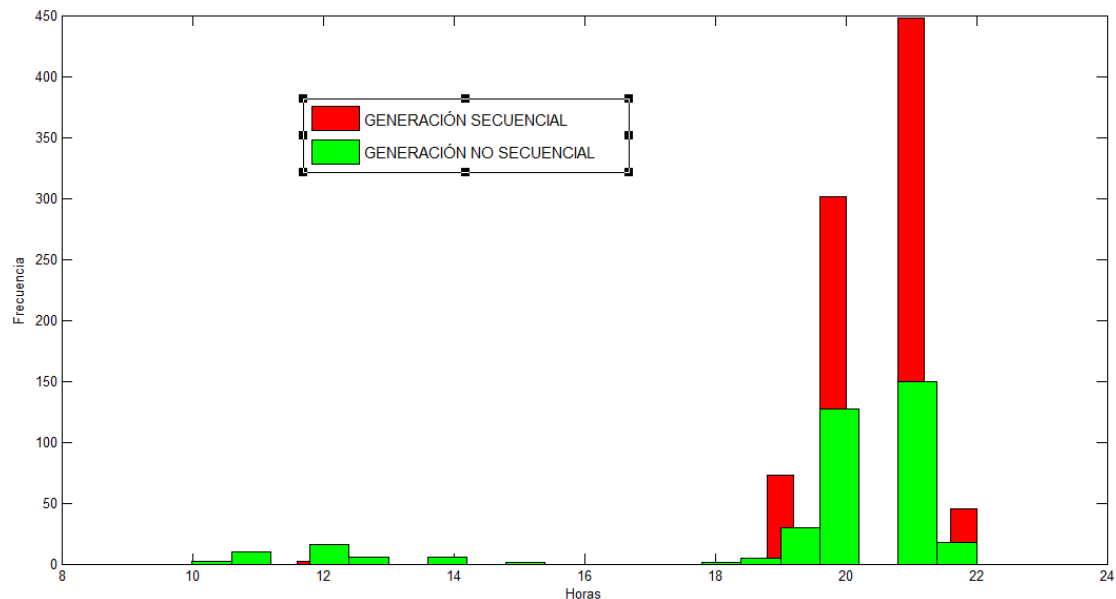


Figura 29. Comparación generación fotovoltaica no secuencial vs fotovoltaica secuencial

Resumiendo, la fiabilidad del sistema español considerado en el estudio, depende en su mayor medida de las veces en las que la generación es inferior a la demanda en la segunda mitad del día, coincidiendo con la ausencia de sol, y por tanto, de la energía solar, es por eso mismo que el carácter aleatorio del método no secuencial le hace propicio, en este caso, para aumentar la fiabilidad del sistema.

7. CONCLUSIONES

A continuación se recogen las conclusiones a las que se han llegado con la ejecución de este trabajo.

Se ha creado un algoritmo informático, con el software matemático MATLAB, que simulaba el comportamiento de los sistemas de potencia tratados, para estudiar y obtener el índice de fiabilidad de los sistemas bajo las distintas hipótesis consideradas.

En ambos casos de estudio se ha demostrado que la fiabilidad de un sistema aumenta cuando se penetra energía solar fotovoltaica, indistintamente de la forma, secuencial y no secuencial, en la que es inyectada.

De los resultados obtenidos en los dos sistemas eléctricos estudiados se puede afirmar que cada sistema es único e incomparable con otro ya que en el sistema español la introducción de la energía solar en forma no secuencial hace aumentar la fiabilidad del sistema considerablemente más que cuando se ha introducido en la forma secuencial, justo lo contrario pasaba en el sistema del anexo [1].

Se resalta que en este trabajo solo se han considerado que las centrales convencionales solo tengan dos posibles estados, operativas y no operativas, y que cuando estaban operativas funcionaban a su potencia nominal, algo que se aleja de la realidad. También considerar que solo se ha empleado la energía solar como único recurso renovable de apoyo al sistema eléctrico.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Billington, R. y Li, W.: “*Reliability Assesment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods*”, (Plenum Press, New York, 1994).
- [2] Imbarack, F. [2006] Elaboración de una Herramienta Computacional para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Transmisión Eléctricos. Pontificia Universidad Catolica de Chile, Santiago de Chile.
- [3] Li, Y. [2003] Bulk System Reliability Evaluation in a Deregulated Power Industry. University of Saskatchewan, Saskatchewan, Canada.
- [4] Red Electrica España <http://www.esios.ree.es/web-publica/>
- [5] Peña, Daniel : “Fundamento de estadística” (Alianza editorial, 2008)
- [6] Matlab, <http://www.mathworks.es/products/matlab/>